

燃料制造、乏燃料后处理等核燃料循环设施。

本文对我国未来的核电发展和核燃料循环进行了情景研究,预测了 2035 年前核电对天然铀资源、铀浓缩和燃料制造能力的需求情况,核电站产生的乏燃料量,分离钚和高放废液产生量。作为我国核燃料循环体系的重要组成部分,乏燃料后处理将对我国核燃料循环情景产生重要影响。本文对后处理规模和分离钚利用方式进行了假设,研究了各种情景下后处理和分离钚利用对我国核电的铀资源需求和废物产生量的影响。最后,对我国核燃料循环的发展提出了建议。

1 我国未来核电发展假设

到 2005 年底,我国已经建成和正在建设的核电总装机容量为 8.7 GWe。根据经济发展和能源需求情况的分析,2020 年前还需要新增核电装机 32~40 GWe,国家发改委也制定了 2020 年总装机 40 GWe 的核电发展目标。对 2035 年时我国核电总装机容量,不同专家的预测结果存在很大分歧,从 80 GWe 到 300 GWe 不等^[1-3]。

为了研究我国 2035 年前核电发展与核燃料循环情景,将核电发展分成以下两个阶段。① 第一阶段是从现在到 2020 年期间。假设到 2020 年时核电装机 40 GWe,这个期间装机容量按照指数方式增长。② 第二阶段是从 2020 到 2035 年期间。装机容量按线性方式增长,并且存在高、低两种增长模式,到 2035 年时分别达到 90 GWe 和 150 GWe。

我国现有核电堆型包括压水堆和重水堆,以压水堆为主。2035 年前,我国核电反应堆主体堆型仍然是压水堆,其他堆型(重水堆、快堆、高温气冷堆等)所占比例较小。由于不同反应堆的燃料循环差别很大,本文主要研究压水堆的核燃料循环情景。为此,对核电总装机的规模进行修正得到压水堆装机规模。对应高、低两种核电增长模式,到 2035 年压水堆(PWR)核电站装机容量分别达到 81 GWe 和 130 GWe,见图 1。

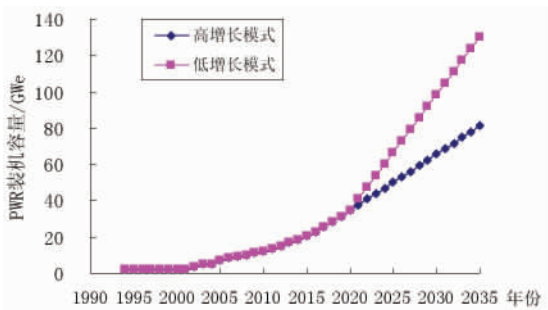


图 1 压水堆核电装机容量预测

Fig. 1 Envisaged PWR nuclear power capacity raising

2 计算过程说明

2.1 天然铀、分离功和核燃料量的计算

具体计算过程参见文献[4]。假设核电站使用的 UOX 燃料²³⁵U 富集度 4.45%、燃耗 50 GWd/tU,铀浓缩尾料的富集度为 0.3%,压水堆电站容量因子 0.85。1 GWe 使用 UOX 燃料的 PWR 每年需要的核燃料、制造燃料所需的天然铀资源和分离功见表 1。

表 1 1 GWe 的 PWR 核电站每年所需的燃料、天然铀、分离功
Tbl. 1 Fuel, natural uranium and separative work needed for 1 GWe PWR

所需类别	需要量
需要 UOX 燃料(tU/a)	18.8
需要天然铀(tU/a)	192.2
需要分离功(tSW/a)	116.6

2.2 UOX 乏燃料、核废物量的计算

应用 ORIGEN 2 程序^[5]对燃耗 50 GWd/tU 的 UOX 乏燃料组成进行了计算,1 GWe 压水堆核电站每年产生的乏燃料量、其中含钚量,以及后处理产生的高放废液(HLLW)量见表 2。

表 2 1 GWe 使用 UOX 的 PWR 核电站每年产生的乏燃料和核废物量

Tbl. 2 Spent fuel and radioactive waste generated from 1 GWe PWR using UOX fuel

核废物类别	核废物量
产生乏燃料(tHM/a)	18.8
乏燃料中 Pu 含量*(tPu/a)	0.23
产生 HLLW 量**(m ³ /a)	94.0

注: * 不考虑存放过程 Pu 的衰变; ** 按后处理每吨乏燃料产生 5 m³ 高放废液计算。

3 我国后处理规模和分离钚利用方式的假设

我国已经确定了采取乏燃料后处理,并回收铀、钚复用的闭式核燃料循环方式。预计 2010 年前后,我国将建成处理量 50 t/a 的乏燃料后处理中间试验厂;2020 年左右,大型商用乏燃料后处理厂也有可能投入使用。随着我国乏燃料后处理量的增加,乏燃料中回收的钚可以以 MOX 燃料的形式返回 PWR 中使用,也可以暂存留待快堆中使用。

根据我国拥有的后处理能力,以及采取的不同分离钚使用方式,假设了 3 种核燃料循环情景并分别进行了计算。

3.1 燃料循环 A 情景

假设我国 2010 年建成处理量 50 t/a 的乏燃料后处理中间试验厂。在 2035 年前,我国没有商用后处理厂投产,中间试验厂回收的钚暂存不复用。燃料循环 A 情景的示意图见图 2。

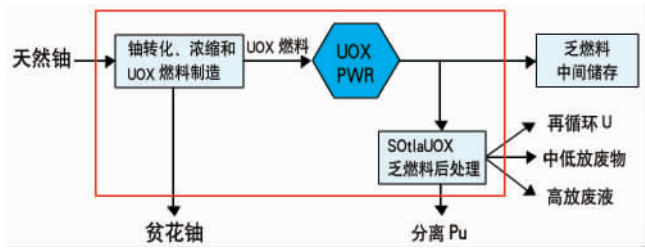


图 2 燃料循环 A 情景示意图

Fig. 2 Sketch of fuel cycle scenario A

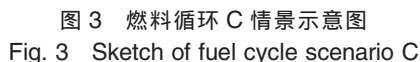
3.2 燃料循环 B 情景

假设我国 2010 年建成处理量 50 t/a 的乏燃料后处理中间试验厂,2020 年建成商用后处理厂,使我国 UOX 乏燃料总处理量达到 800 t/a,分离钚暂存不复用。燃料循环 B 情景的示意图与图 2 类似,只是后处理规模在 2020 年后从 50 t/a 提高到 800 t/a。

3.3 燃料循环 C 情景

假设我国 2010 年建成处理量 50 t/a 的乏燃料后处理中间试验厂,2020 年建成商用后处理厂,使我国 UOX 乏燃料总处理量达到 800 t/a。后处理得到的分离钚制成 MOX 燃料,从 2022 年起在 PWR 中使用。为了不积累分离钚,将我国之前累积和每年后处理得到的钚都以 MOX 燃料方式加以循环利用,MOX 乏燃料不再进行后处理。燃料循环 C 情景的示意图见图 3。

当前使用的典型的热堆 MOX 燃料中含有 7% 左右的钚(Pu_{iss} 含量大约 4.3%),其他为天然铀或者贫铀。本文计算分离钚再循环时,假设 MOX 燃料元件以铀浓缩过程中产生的贫化铀为基质,含 7% 的钚。MOX 燃料的平均燃耗为 50 GWd/tHM,性能与 UOX 燃料相同。



4.1 核电站对 UOX 燃料和分离功的需求

Figure 1 is a line graph showing the projected annual demand for UOX fuel (in tU/a) from 1994 to 2039. The Y-axis ranges from 0 to 2,500 tU/a in increments of 500. The X-axis shows years from 1994 to 2039 in 5-year increments. Four scenarios are plotted:

- 1. 核电高增长模式，燃料循环A、B情景的UOX燃料年需求量 (High growth nuclear, fuel cycle A/B): Black line with square markers, reaching approximately 2,300 tU/a by 2039.
- 2. 核电高增长模式，燃料循环C情景的UOX燃料年需求量 (High growth nuclear, fuel cycle C): Black line with circle markers, reaching approximately 2,100 tU/a by 2039.
- 3. 核电低增长模式，燃料循环A、B情景的UOX燃料年需求量 (Low growth nuclear, fuel cycle A/B): Pink line with square markers, reaching approximately 1,500 tU/a by 2039.
- 4. 核电低增长模式，燃料循环C情景的UOX燃料年需求量 (Low growth nuclear, fuel cycle C): Pink line with circle markers, reaching approximately 1,400 tU/a by 2039.

All scenarios show a steady increase in demand over time, with a slight dip around 2024 for the low growth scenarios before continuing to rise.

图 4 不同燃料循环情景下 UOX 燃料的年需求量
Fig. 4 Annual UOX fuel needed in different fuel cycle scenarios

4.2 压水堆核电站的天然铀需求量

单位:tSW/a

单位:t U单位:t U

4.3 乏燃料累积情况

Figure 1 is a line graph showing the cumulative fuel deficit (tHM) from 1994 to 2039 for four different scenarios. The Y-axis represents the cumulative fuel deficit in tHM, ranging from 0 to 25,000. The X-axis represents the year, ranging from 1994 to 2039. The four scenarios are:

- 1. Fuel cycle A scenario: This scenario shows the highest cumulative fuel deficit, reaching approximately 22,000 tHM by 2039.
- 2. Fuel cycle B scenario: This scenario shows a moderate cumulative fuel deficit, reaching approximately 10,000 tHM by 2039.
- 3. Fuel cycle C scenario: This scenario shows a lower cumulative fuel deficit, reaching approximately 5,000 tHM by 2039.
- 4. Fuel cycle C scenario: This scenario shows the lowest cumulative fuel deficit, reaching approximately 2,000 tHM by 2039.

24 Vol. 24 No. 06 2006 (Sum No. 216)

由图 5 可见,在核电低发展模式下,如果维持 50 tHM/a 的后处理规模,到 2035 年我国累积乏燃料量将达到 21 338 tHM。如果扩大后处理规模,2035 年时累积的乏燃料总量有 9 338 tHM,可减少 55%左右。按照燃料循环 C 情景将铀再循环利用,可以减少 UOX 乏燃料量,但是增加了 MOX 乏燃料量,乏燃料总量和燃料循环 B 情景相等。

由图 6 可见,在核电高增长模式下,如果维持 50 tHM/a 的后处理规模,到 2035 年我国累积乏燃料量将达到 28 708 tHM。如果扩大后处理规模,2035 年时累积乏燃料总量为 16 708 tHM。

4.4 后处理产生的分离铀和高放废液

我国未来分离铀的累积量变化见图 7。后处理规模直接影响着分离铀的产生量,从 2010 年我国 50 tHM/a 后处理中试厂投产

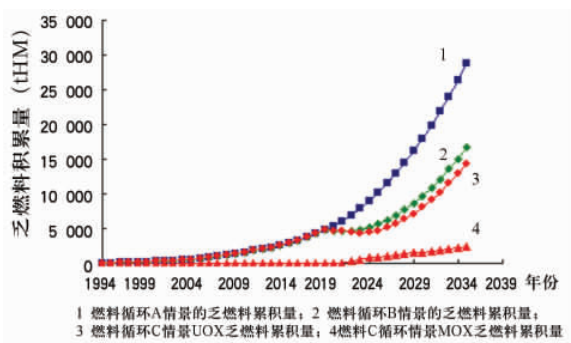


图 6 核电高增长模式下的 PWR 乏燃料累积量变化
Fig. 6 Accumulated PWR spent fuels in nuclear power high-developing case

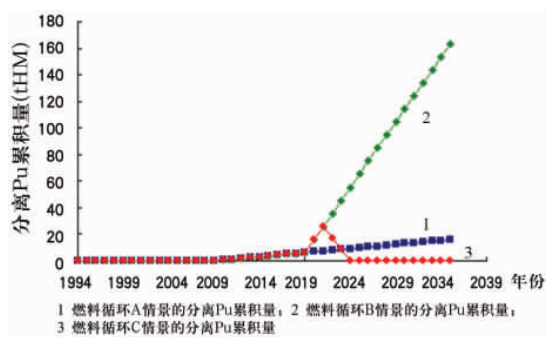


图 7 不同核燃料循环情景下分离铀累积量变化
Fig. 7 Accumulated separated Pu in different fuel cycle scenarios

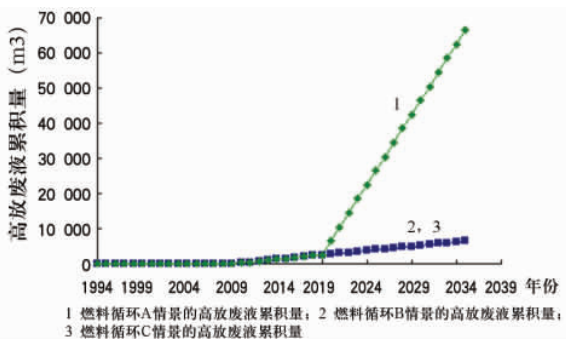


图 8 不同核燃料循环情景下高放废液累积量
Fig. 8 Accumulated volume of HLLW in different fuel cycle scenarios

后,每年分离铀累积量以 0.62 tHM/a 速度增加,到 2020 年时达到 6.77 tHM。如果按照燃料循环 A 情景维持 50 tHM/a 后处理规模,到 2035 年铀累积量达到 16 t;如果按燃料循环 B 情景扩大后处理规模,到 2035 年铀累积量为 163.6 t;燃料循环 C 情景是从 2022 年起利用库存和每年分离的铀,使 2025 年后没有铀累积。

我国后处理过程产生的高放废液累积量变化见图 8。后处理规模直接影响着分离铀的产生量,50 tHM/a 的后处理厂每年产生高放废液 250 m³,到 2020 年累积产生高放废液 2 500 m³。如果按照核燃料循环 A 情景,不扩大后处理规模,到 2035 年累积产生高放废液 6 500 m³。如果按照核燃料循环 B 或 C 情景,从 2020 年开始扩大后处理规模,到 2035 年累积产生的高放废液将达到 66 500 m³。

5 结论

基于对压水堆核电发展情况的预测,根据不同后处理规模和分离铀的利用方式,假设了 3 种燃料循环情景:① 2010 年起维持 50 t/a 后处理规模,储存分离铀;② 在 A 情景基础上,2020 年将后处理规模从 50 t/a 扩大到 800 t/a,储存分离铀;③ 在 B 情景基础上,从 2022 年起将全部分离铀在压水堆循环,储存 MOX 乏燃料。

研究结果如下。

1) 到 2020 年时,我国年需核燃料 648 t,为此每年需要天然铀约 6 600 t,分离功约 4 000 tSW,累积需要天然铀总量约 60 000 tU。到 2035 年,按照核电发展高、低 2 种增长模式,如果不使用 MOX 燃料,天然铀累积需求量分别为 30.7 万 t 和 23.1 万 t;将全部分离铀复用,天然铀累积需求量为 28.3 万 t 和 20.8 万 t。在核电两种增长模式下,铀的再循环分别节省了 10.3%和 7.8%天然铀。

2) 到 2020 年,我国累积卸出乏燃料 5 371 tHM。如果仅有 50 t/a 的后处理能力,按照核电发展高、低 2 种增长模式计算,到 2035 年乏燃料累积量分别为 28 708 tHM 和 21 338 tHM。如果 2020 年起后处理规模能扩大到 800 t/a,2035 年时乏燃料累积量分别减少到 9 338 tHM 和 16 708 tHM,累积量减少了 56%和 42%。由此可见,后处理对减少乏燃料累积的作用非常明显。

3) 50 t/a 和 800 t/a 后处理厂每年产生的分离铀量分别为 0.62 tHM 和 9.84 tHM。到 2020 年,我国的分离铀累积量为 6.77 tHM。维持 50 t/a 后处理规模到 2035 年,分离铀累积量为 16 tHM;如果从 2020 年起扩大后处理规模,2035 年将累积分离 163.6 tHM Pu。

4) 50 t/a 的后处理厂每年产生 250 m³ 高放废液,持续运行到 2035 年时,我国将累积 6 500 m³ 的高放废液。如果从 2020 年起扩大了后处理规模,2035 年累积的高放废液量将达到 66 500 m³。

综上所述,核电的高速发展将使我国的核燃料循环面临严峻的挑战,突出表现在铀资源需求和核废物处理方面。建设大型商用乏燃料后处理厂是减少乏燃料的累积量的有效方法,将分离铀再循环利用,更可以缓解天然铀的供应问题。800 t/a 的后处理厂每年产生分离铀约 6.77 tHM,压水堆中复用铀也不会影响未来快堆的铀装料。但是,随着后处理规模的扩大,产生的高放废液量也将迅速增加,因此对高放废液的处理、处置问题应当尽早研究。

参考文献 (References)

- [1] 徐大懋. 发展核电——中国能源调整的必由之路 [J]. 中国能源, 2005, 27(8): 6-9.
- [2] 赵仁恺. 中国核电的可持续发展 [J]. 中国工程科学, 2000, 2(10): 33-41.
- [3] 温鸿钧. 我国中长期核能发展的战略思考——建设有中国特色的先进核能系统 [J]. 核电, 2004(3).
- [4] 刘学刚, 徐景明, 朱永贝. 2020 年前我国核燃料循环情景初步研究 [J]. 核科学与工程, 2005, 25(2): 20-26.
- [5] CROFF A G. A user's manual for the ORIGEN 2 code [R]. 1980. ORNL/TM-1775.

(责任编辑 李慧政)

利用微藻热解生产生物燃料的研究进展

Bio-oil Fuel Production from Micro Algae by Thermochemical Liquefaction

孙俊楠/SUN Jun-nan, 张建安/ZHANG Jian-an, 杨明德/YANG Ming-de, 吴玉龙/WU Yu-long

清华大学核能与新能源技术研究院, 北京 100084

Institute of Nuclear and New Energy Technology, Tsinghua University, Beijing 100084, China

[摘要] 藻类具有生物量大、易繁殖、生长周期短、短时间内便可获得大量藻体且不占用耕地面积等许多优点。通过热解等方法,可将藻类细胞转化为非常好的可再生生物能源,这是解决能源危机的一个有效途径。

[关键词] 微藻;热解;生物油燃料

[中图分类号] TK6

[文献标识码] A

[文章编号] 1000-7857(2006)06-0026-03

Abstract: The use of renewable energy sources is becoming increasingly necessary. Micro algae are of the most common forms of renewable energy. With the advanced genetic technology and thermochemical liquefaction process, bio-oil fuel production from micro algae is an effective approach to solve the energy crisis in future.

Key Words: micro algae; thermochemical liquefaction; bio-oil fuel

CLC Number: TK6

Document Code: A

Article ID: 1000-7857(2006)06-0026-03

1 引言

从 18 世纪产业革命,人类便开始大规模使用各种矿物资源。尤其是化石能源的开采使用,已经成为现代工业产业的支柱。随着化石能源的不断减少,以及利用化石能源造成的环境污染的加剧,人类生存环境不断恶化,科学工作者们将注意力转移到可再生生物能源的开发利用上。生物质能是受到普遍关注的新能源,即利用生物量直接转化为能源物质。生物量是指生物体及其活动而生成的有机物质的总合^[1]。生物质能是地球上最普遍的一种可再生能源,其生物量的来源非常广泛,包括传统的农林作物、能源作物、水生植物、城市垃圾和人畜粪便等。生物有机质是由太阳能转化而来的,一直以来都是人类能源的主要来源之一。目前估计生物质能在世界能源消耗中可占 10%~14%^[2]。在生物质的循环利用中,不会造成 CO₂ 等温室气体的增加。生物质燃料中的硫元素含量较低,造成酸雨的 SO₂ 排放量极少。相对于煤等矿物质,生物质燃料燃烧产生的灰分较少,部分剩余灰分还可以用作农业肥料。生物质的应用也是相当广泛的,生物有机质可以直接作为燃料加以利用;可利用酶或者微生物进行发酵反应,得到发酵产物,如酒精等;也可将生物量通过热解等方法转为其他形

式能源加以利用。

在众多的生物质中,藻类是低等的、放氧自养型植物,且是低等植物中种类繁多、分布极其广泛的一个种群。它生长和繁殖在水域中,不会引起与农业用地、牧业用地竞争的矛盾。地球上的生物每年通过光合作用生产的生物质,其中 40%应归功于藻类的光合作用。同时,相对于其他植物,藻类脂类含量高,是采用热转化制造生物质燃料的良好材料。另外,通过遗传学技术和农业化学技术,可提高藻种质量,从而提高生物燃料的产量和质量。因此,藻类生物与人类的生存和发展有极其密切的关系,是重要的可再生生物资源^[3]。微藻是指一些微观的单细胞、群体或者藻体呈丝状的藻类,生物量大、分布广泛,具有光合作用效率高、环境适应能力强、生长周期短、生物量产量高等特点。

2 微藻热解制备生物燃料

2.1 生物量的转化技术

将生物量转化为生物质能的方法有很多种,每一种都有其自身的优缺点。主要根据生物量的来源及其特点、最终转化形式、环境保护需求、经济效益等来决定转化方法的种类。对于水域生长的微藻细胞的转化,所主要关注的是细胞的含水率(包括细

胞内含水率及细胞外含水率)、脂类和蛋白质含量、纤维素与木质素含量比率等^[2]。目前,主要采用的两种转化技术是热化学转化及生物化学转化。

2.1.1 热化学转化技术

热化学转化技术是目前将生物量转化为生物质能的主要技术手段之一,根据最终产物的不同,可以将热化学转化技术分为热解、碳化、燃烧、气化和液化等几种不同的转化过程^[3]。

热解即是指在绝氧的条件下将生物量加热到 500℃左右,导致生物量分解转化为其他液体、固体及气体组分的过程^[4],如图 1 所示。通过生物质热解及其相关技术,可生

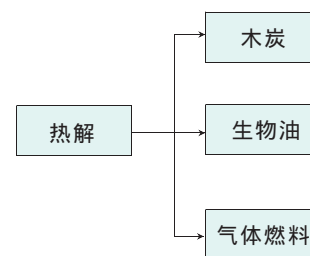


图 1 热解的产物
Fig.1 Products of thermochemical liquefaction

收稿日期: 2006-03-24

基金项目: 国家 211 项目基金资助

作者简介: 孙俊楠,男,北京市海淀区清华园清华大学核能与新能源技术研究院,硕士生,主要研究方向为藻类生物质能源开发利用;

E-mail: sunjunnan@tsinghua.org.cn

产焦炭、生物油、合成气及氢气等多种燃料物质,与生物质原料相比,热解产生的燃料具有能量密度高、易于储运和氮、硫含量低等优点^[4]。

按照热解反应温度、升温速率、反应时间等实验条件,可以将热解过程分为快速热解和慢速热解两种方式。慢速热解的主要产物是焦炭,副产物为生物油;快速热解的产物主要是生物油和可燃气体,具有较高的转化效率。采用快速热解可将高达 80%左右的生物量转化为粗制生物质燃料^[4]。随着化石能源的不断减少,人们越来越重视对热解生产液态生物油的快速热解技术的研究和应用。

燃烧的转化方法长期以来一直为人类所使用。通过燃烧方法,生物量所储存的化学能量可转化为 800~1 000℃的高温气体,可用于加热、发电等多种用途。理论上任何形式的生物量均可由燃烧的方法转化,但是实际上只有含水率小于 50%的生物量才能通过燃烧法转化。

气化是指在高温条件下,将生物量部分氧化生成可燃性气体的过程。通常所采用的气化温度在 800~900℃范围内,所产生的低热值气体产物可直接用于气燃机等设备。

其他的转化方法,如液化、湿法液化及碳化等。湿法液化在藻类生物量转化方面国外已有部分研究,相对传统热解具有转化效率高、能量消耗低等特点。

2.1.2 生物化学转化技术

生物化学转化技术包括 2 种主要的方法,即发酵和厌氧消化。发酵被广泛应用于酒精工业中,由各种酶将富含糖类及淀粉作用转化为乙醇等。厌氧消化可直接将生物量转化为主要由甲烷和二氧化碳等组成的可燃气体,其中包括其他少量气体成分,如硫化氢等。厌氧消化目前广泛应用于有机废水的生物处理等方面。

2.2 微藻热解制备生物燃料

国内外在采用热解技术生产生物油燃料方面,研究较多的生物质材料主要是木质素和纤维素材料。如农作物残余、经济林作、生产及生活垃圾中富含木质素及纤维素成分。由于木质素和纤维素难于直接热解,热解所需条件如温度、升温速率等条件要求高,导致所需成本高、经济效益低。微藻含有较高的脂类、可溶性多糖和蛋白质等化学成分,易于热解,尤其是杜氏盐藻细胞不含有细胞壁等富含纤维素的细胞器^[5],其热解更易于实现。

早在 20 世纪 80 年代,人们便开始采用酯化反应和催化裂解反应抽提藻类藻体内脂类转化为脂肪酸甲酯来生产内燃机燃料^[6]。但是这两种方法要求藻类藻体内脂类含量高,所得燃料产物受到藻体细胞脂类含量的影响,难以获得经济效益。为了充分

利用藻体细胞,人们将视线转向采用热解的方法将藻体细胞转化为液体燃料。采用热解的方法获得的液态生物油能量密度高、氮、硫含量低,且易于储运,因此采用藻体为原料的快速热解技术获取生物油的研究受到人们的重视。

微藻的催化热解可得到芳烃含量高、具有高辛烷值的生物油^[4]。吴庆余等人的研究表明,微藻热解油的 C、H 含量高于木质素材料热解油,而且 O 的含量低,因此,微藻热解油的热值高,且较稳定。同时微藻热解油具有很好的流动性,可直接作为民用燃料和内燃机燃料,或经深加工作为汽油和柴油^[7]。

由于微藻中通常含有较高的水分,直接采用热解的转化方法需要将藻液经过预处理得到干燥的藻粉,需要消耗大量的能量。液化热解法可以克服以上的问题,所采用的温度低,耗能少。直接液化技术可利用高湿度原料,节省了干燥成本,且湿藻的水能提供加氢裂解反应所需的 H₂,有利于热解反应的发生和短链烃的产生^[8]。1993 年,以色列耶鲁撒冷希伯里大学 Ben-Zion Ginzberg 教授成功地用蛋白质含量高的盐藻作液化热解材料,获得了低硫、低氮的优质油^[9]。

微藻生物量转化为生物油燃料,其藻体内的有机化合物种类及含量对产品的热值及质量有显著的影响,细胞内脂肪含量提高,细胞的产烃能力也大大提高^[7]。对于微藻细胞,一方面可以利用基因工程,从分子水平改变细胞遗传信息,调控细胞内合成代谢途径,向有利于脂类积累合成进行;另一方面,可通过驯化、改变微藻生长培养条件,达到藻体内脂类化合物的生长积累。吴庆余等在 1998 年研究了水解和细菌降解作用对小球藻热模拟烷烃生物标志物的影响。水解和细菌降解作用在增加了小球藻热模拟生成的烷烃组分中以正烷烃和类异戊二烯烷烃含量的同时降低了正烷烃的奇偶优势。水解作用明显除去了部分高碳数正烷烃,而细菌降解作用使正烷烃碳数分布范围缩小,低碳数正烷烃增加,有利于蛋白质热转化成烃^[10]。王睿勇等通过对盐藻细胞的热解研究表明,热解后样品中的可溶性有机质含量大幅度提高^[11]。K.Yamaberi 等在藻细胞处于停滞生长期时,延长了在缺 N 状态下的培养时间,使微藻细胞内的甘油三酯含量增高,从而获得较高的液化产物产量^[12]。缪晓玲、吴庆余等研究了海洋浮游藻类无机碳利用的机理,在其所研究的 13 种藻类中,大多数藻类均具有直接吸收或通过酶解吸收无机碳源的能力^[13]。吴庆余等又通过控制有机与无机碳、氮源的供给,采用异养转化细胞工程技术获得了高脂类含量的异样小球藻细胞,该类藻体细胞中不含有叶绿素,蛋白质含量是自养的

1/5,而脂类含量占细胞干重的 55%,是自养细胞的 4 倍。利用这些高脂肪含量的异养藻快速热解获得高产量的生物油,产油率为 57.9%,是自养藻细胞产油率的 3.4 倍。异养藻细胞热解饱和烃气的产率大大高于自养藻细胞,是后者的 32 倍^[14]。

3 微藻制备生物燃料的前景和困难

随着我国经济的不断发展和人民生活水平的不断升高,我国正逐渐成为一个能源消费大国,能源供应在社会的协调发展方面凸显重要意义。但是,由于石油、天然气和煤炭等化石能源不仅存在地理区域上分布不均的问题,而且储量的日益减少,以及化石能源的燃烧对空气造成的污染和对环境造成的严重破坏,人们开始寻找新的能源。生物质能是一种可再生的能源,逐渐受到人们的重视,为人们所研究。

在众多的生物质中,微藻具有含有较高的脂类物质、生物量大、生长周期短、易培养等优点,是制备生物质液体燃料的良好材料,并且以微藻为原料,经热解等方法制备的生物油具有热值高、易储运等优点,因此微藻热解制备生物油具有广阔的开发利用前景。但是,在利用微藻制备生物油燃料过程中也存在不少困难,例如:如何提高藻种质量,使藻体含有更高的易转化有机化合物并降低藻体细胞中的灰分含量;如何有效地收集藻体,降低藻类采收成本;微藻热解过程中气体、液体和固体产物的收集及回收再利用等方面,都有待于进一步的研究。

参考文献(References)

- [1] 胡风庆,侯潇,吴庆余.利用微藻热解成烃制备可再生生物能源进展[J].辽宁大学学报(自然科学版),1999,26(2):182-187.
- [2] MCKENDRY P. Energy production from biomass (part 1): overview of biomass[J]. Bioresource Technology, 2002, 83(1): 37-46.
- [3] MCKENDRY P. Energy production from biomass (part 2): conversion technologies [J]. Bioresource Technology, 2002, 83(1): 47-54.
- [4] 彭卫民,李祥书,吴庆余,等.采用热解技术将湖泊浮游藻类用于燃料生产 [J]. 环境污染治理技术与设备,2000,1(3):24-28.
- [5] 张西玉,白林含,等.杜氏盐藻 *Dunaliella salina* 超微结构研究[J].乐山师范学院学报,2000(3):54-56.
- [6] MINOWA T, YOKOYAMA S, KISHIMOTO M. Oil production from algal cells of *Dunaliella tertiolecta* by direct thermochemical liquefaction [J]. Fuel, 1995,74(12): 1 735-1738.
- [7] 缪晓玲,吴庆余.微藻生物质可再生能源的开发利用[J].可再生能源,2003,3(109):13-16.



李桃生,等:高温气冷堆在线燃耗测量系统的设计考虑

高温气冷堆在线燃耗测量系统的设计考虑——燃料球的冷却时间对燃耗测量的影响

Design Consideration of On-line Burnup Measurement System for High Temperature Gas-cooling Reactor: Influence of Cooling Time for Fuel Sphere on Burnup Measurement

李桃生/LI Tao-sheng,方 栋/FANG Dong,曹建主/CAO Jian-zhu

清华大学核能与新能源技术研究院,北京 100084

Institute of Nuclear and New Energy Technology, Tsinghua University, Beijing 100084, China

[摘要] 利用堆芯总量程序包 KORIGEN 和蒙特卡罗程序 MCNP4A 软件分别模拟计算燃料球的燃耗和高纯锗 (HPGe)探测器的响应,研究球床式高温气冷堆的燃料球在不同燃耗和不同冷却时间等测量条件下的燃耗测量不确定性问题。通过 HPGe γ 谱仪对燃烧过的燃料元件进行模拟 γ 谱结果分析,如果用裂变核素 ^{137}Cs 作为燃耗测量的标示核素,要使燃耗测量系统的计数统计不确定度达到 5% 水平,燃料球的冷却时间不能低于 6 d,且燃耗测量时间至少需要 15 s。

[关键词] 球床式反应堆;燃耗;蒙特卡罗模拟;燃料球;高纯锗探测器

[文献标识码] A

[中图分类号] TL277

[文章编号] 1000-7857(2006)06-0028-04

Abstract: Fuel spheres of the pebble bed high temperature gas-cooled reactor were non-destructively monitored on-line to ensure whether they reach their end-of-life burnup limit (80GWD/MTU).The core inventory Code (KORIGEN) and Monte-Carlo Code (MCNP4A) was used to simulate the burnup of fuel sphere and the response of HPGe detector, respectively. Uncertainty of burnup measurement was studied under different burnup values and cooling times. If indicator fissile nuclide of burnup measurement is ^{137}Cs and counting statistical certainty of 5% for the burnup measurement system is met,the cooling time of the fuel shpere will be more than 6 d and the time of burnup measurement will be more than 15 s after the simulation results of the HPGe gamma-ray spectrometer for the irradiated fuel spheres are analyzed .

Key Words: pebble bed reactor; burnup; Monte Carlo simulation;fuel sphere;high-purity germanium detector

CLC Number: TL277

Document Code: A

Article ID: 1000-7857(2006)06-0028-04

1 引言

球床式高温气冷堆所用的燃料元件采用的是包覆颗粒球形全陶瓷设计^[1-3],燃料球在堆运行期间连续更换,多次通过堆芯。因此需要燃耗测量设备对燃料球进行非破坏性逐个监测,以决定燃料球是加入堆芯再循环,还是排出堆芯^[4,5],这也是实现反应堆最

佳装料和经济性的必要条件。

燃料球的直径为 60 mm,其中燃料核芯为 0.5 mm 的 UO_2 小球,外面包有 3 层热解碳和 1 层 SiC,包覆后的颗粒直径为 0.9 mm,把许多包覆的颗粒均匀地弥散在直径为 50 mm 石墨基体的燃料区内,外区为 5 mm 厚的不含燃料的石墨球壳。这样的

收稿日期:2006-04-16

作者简介:李桃生,男,北京清华园清华大学核能与新能源技术研究院,副研究员,主要研究方向为辐射测量;

E-mail: taosheng@inet.tsinghua.edu.cn

[8] DOTE Y, SAWAYAMA S, INOUE S.Recovery of liquid fuel from hydrocarbon-rich microalgae by thermochemical liquefaction [J]. Fuel, 1994,73(12):1855-1857.

[9] GINZBURG B Z, Liquid fuel (oil) from halophilic algae: a renewable source of non-polluting energy[J]. Renewable Energy, 1993,3(2): 249-252.

[10] 吴庆余,章冰,宋一涛,等. 水解和细菌降解

作用对小球藻热模拟烷烃及生物标志物的影响[J]. 科学通报, 1998,43(1):76-80.

[11] 王睿勇,周文,戴俊彪,等. 盐藻热模拟产物中长链类异戊二烯烃的检出 [J]. 科学通报, 1999,44(11):1190-1194.

[12] YAMABERI K, TAKAGI M,YOSHIDA T. Nitrogen depletion for intracellular triglyceride accumulation to enhance liquefaction yield of marine microalgal cells into a fuel

oil[J]. J Mar Biotechnol, 1998(6): 44-48.

[13] MIAO XIAO-LING, WU QING-YU. Inorganic carbon utilization in some marine phytoplankton species [J]. Acta Botanica Sinica, 2002,44(4): 395-399.

[14] 缪晓玲,吴庆余. 藻类异养转化制备生物油燃料技术 [J]. 可再生能源, 2004,4(116): 41-44.

(责任编辑 王 芷)

